

Организация АСУ ТП распределенных объектов на основе беспроводных сенсорных сетей

С.В. Ларцов

доктор технических наук,
главный инженер проектов¹
info@ggc.nnov.ru

В.Е. Столяров

заместитель начальника отдела
автоматизации технологических процессов²
v.stolyarov@adm.gazprom.ru

И.А. Дяченко

главный специалист отдела
автоматизации технологических процессов²
i.dyachenko@adm.gazprom.ru

В.М. Карюк

генеральный директор³
binar@binar.ru
director@binar.ru

¹ОАО «Гипрогазцентр», Нижний Новгород, Россия
²ОАО «Газпром», Москва, Россия
³ЗАО «Объединение БИНАР», Саров, Россия

В статье приведен пример построения АСУ ТП на основе внедрения промышленной беспроводной сенсорной системы сбора телеметрической информации для территориально распределенного технологического объекта хранения природного газа. Приведены схемы построения беспроводной информационной системы, описание программно-аппаратной части системы. Показаны преимущества применения беспроводной системы, обусловленные возможностью оперативной установки телеметрического оборудования непосредственно на устье газовых скважин.

Материалы и методы

Экспериментальные наблюдения.
Опытно-конструкторские разработки.

Ключевые слова

беспроводные сенсорные сети, телеметрия, автоматизированные и информационные системы, добыча и хранение газа

Разработанные для военного применения беспроводные сенсорные системы (БСС) приема и передачи информации в настоящее время стали широко использоваться для автоматизации различных промышленных объектов. Энергонезависимые беспроводные системы передачи информации открывают новые возможности для диагностики, измерения и организации АСУ ТП территориально распределенных объектов. Область покрытия подобных сетей может составлять от нескольких метров до нескольких километров за счёт способности ретрансляции передачи информации внутри элементов системы.

Требования для построения БСС сегодня оформлены в различных международных специализированных стандартах, примером являются требования стандарта IEEE 802.15.4, регламентирующие протоколы физического, канального и сетевых уровней для каналов передачи информации.

В настоящее время решения на базе БСС различных производителей находят все более широкое применение в нефте-газовом и энергетическом секторах предприятий России. Представленное на рынке оборудование различных зарубежных и отечественных производителей, несмотря на имеющиеся существенные отличия по исполнению и эксплуатационным характеристикам оборудования, в основе построены на единых подходах при организации беспроводных сетей передачи технологических параметров объекта:

На объектах устанавливаются датчики технологических процессов и исполнительные механизмы, коммутируемые с устройствами сопряжения, которые образуют «нижний уровень» беспроводной системы контроля и управления. Устройства сопряжения выполняют при этом функцию преобразования и приема-передачи данных,

обеспечивают промежуточную буферизацию данных и реализацию управляющих алгоритмов.

Электропитание устройств «нижнего уровня» может быть как энергозависимым, то есть иметь подключение к проводной системе электроснабжения, так и быть полностью энергонезависимым (локальным) и использующим в качестве источников только встроенные аккумуляторные батареи, а так же дополнительные источники типа солнечных батарей, ветрогенераторов или термоэлектрогенераторов и др. энергогенерирующие устройства.

Передача данных к устройствам сопряжения соседних объектов контроля и управления и/или на «верхний уровень» осуществляется устройством сопряжения по беспроводному каналу (сети) передачи данных.

Технические решения, положенные в основу системы защищены патентами на изобретение рег. № 2008130286 и полезную модель рег. № №58737. На основе применения оборудования БСС организовано управление скважинным фондом части подземных хранилищ газа (ПХГ) в России, Беларуси, Украине и Казахстане с общим количеством скважинного фонда 150 единиц на основе применения 820 различных функциональных датчиков БСС собственного производства.

При построении системы была принята двухуровневая схема как наиболее адекватно отражающая схему объекта автоматизации. В состав базового комплекта полевой части системы применяются сенсорные модули измерения температуры (погружной и накладной), давления газа, (с унифицированным газовым каналом и «открытой диафрагмой»), акустоэмиссионные датчики, модули дискретных сигналов, датчики регистрации проникновения на

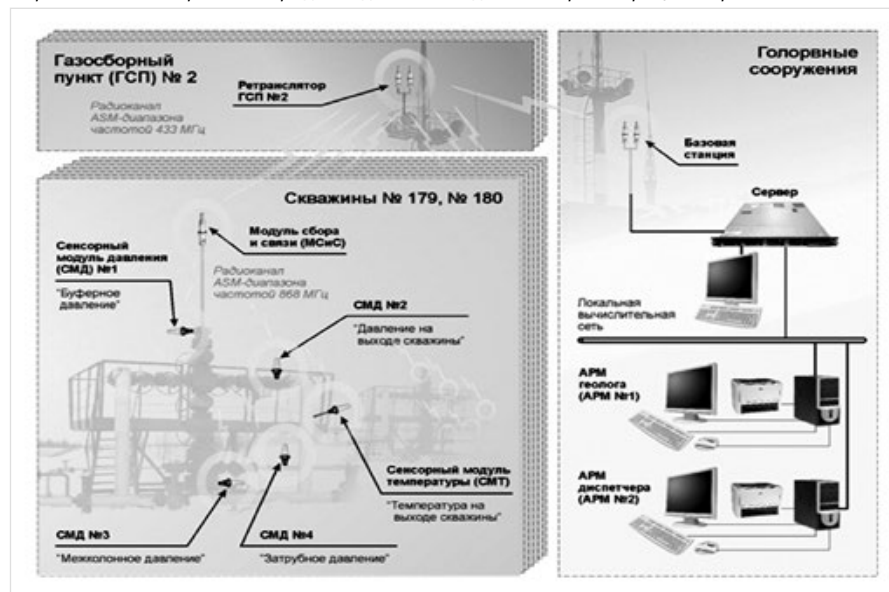


Рис. 1 — Структурная схема АСУ ТП на основе БСС

объект, маршрутизаторы (МСИС), ретрансляторы и базовая станция.

Примером построения завершённой системы является БСС Кущевской ПХГ (Россия). Схема группировки скважин была выбрана с учётом конкретной топографии их расположения на площади более 60 кв. км. Каждая скважина рассматривается как локальный объект автоматизации со своим набором регистрируемых параметров и своим комплектом модулей для регистрации первичных физических величин. Функции, выполняемые системой, подразделяются на информационные и вспомогательные.

К числу информационных функций относятся: измерение технологических параметров, сбор получаемых данных, первичная обработка данных, визуализация получаемой информации, обеспечение взаимодействия «человек–машина» и накопление полученной информации. К числу вспомогательных функций относятся: параметрирование измерительных каналов сенсорных датчиков, регистрация внутренней температуры сенсорных модулей, диагностика состояния программно – технических средств системы. Оборудование реализовано с учетом требований обеспечения мимикрии, т.е. по внешнему виду не выделяется на фоне обвязки скважины.

На каждой из 90 скважин установлено по четыре измерительных сенсорных модуля давления (СМД), измеряющих буферное, межколонное, затрубное давление и давление газа на выходе скважины, а так же по одному сенсорному модулю температуры (СМТ), измеряющему температуру газа на выходе скважины. Приборы устанавливаются на штатные места фонтанной арматуры предусмотренные для местных манометров и термометров и не требуют дополнительных монтажных работ по обвязке. (Схема 1.)

Измерительные модули объединены модулями сбора и связи (МСИС), ретрансляторами и базовой станцией в единую БСС. Общее количество подключенных в сеть различных по назначению сенсорных модулей составляет 450 шт. МСИС устанавливаются вблизи скважин на расстоянии до 50 м. Данные от сенсорных модулей до МСИС передаются по радиоканалу 868 МГц

ISM-диапазона. Максимально возможно объединение 16 датчиков на один МСИС.

Данные от всех МСИС по радиоканалу 433 МГц ISM-диапазона передаются с помощью ретрансляторов на базовую станцию. Максимально допустимое расстояние от МСИС до ретранслятора и базовой станции составляет порядка 2,3 км при наличии препятствий (лесополос, зданий и сооружений) и до 5,1 км при наличии прямой видимости. Топология организации сетей для объектов ПХГ приведена на рис.2.

Способ модуляции сигнала – «частотные манипуляции». В системе используется протокол передачи данных, разработанный на основе помехоустойчивого кода «Манчестер-2» и кода Хемминга. Скорость обмена данными до 50 кБит/сек.

Мощность передатчиков, используемых в сенсорных модулях, МСИС, ретрансляторах и в базовой станции менее 10 мВт. Регистрации используемых радиочастот при внедрении АСОИ «Скважина» не требуется.

Информационный обмен в системе построен «инициативно». Один раз в минуту сенсорные модули «веером» выдают в эфир пакеты с адресом датчика, показанием измеряемой величины и температурой кристалла (в физических единицах) и показанием внутреннего счетчика-таймера. МСИС принимают пакеты сенсорных модулей, формируют пакеты обмена и передают их в эфир ретранслятору. Аналогично, ретрансляторы передают данные базовой станции. Весь цикл происходит за несколько десятков миллисекунд в начале каждого периода опроса. Период опроса может принимать значения: 15 сек, 1 мин, 5 мин и др.

Базовая станция по интерфейсу RS-232 и протоколу Modbus передает полученные от ретрансляторов данные на сервер. Схема синхронизации устройств сети организована следующим образом.

Сенсорные модули, МСИС, ретрансляторы и базовая станция имеют встроенные счетчики – таймеры. С заданной периодичностью базовая станция синхронизирует свой счетчик от сервера по Modbus, ретрансляторы синхронизируются по стробу от базовой станции, МСИС по стробу от ретрансляторов,

сенсорные модули по стробу от МСИС.

Метки времени полученным измерениям технологических параметров присваиваются на сервере. Система электропитания сенсорных модулей – автономная. В качестве источников питания используются литий-тионилхлоридные батареи. Применение описанных системных решений при построении информационного обмена позволило минимизировать энергозатраты при эксплуатации системы. Итогом стала работоспособность сенсорных модулей в течении не менее 1,5 лет с периодом опроса в 1 мин. Дополнительно может быть также установлено специализированное программное обеспечение (ПО) для диагностики и конфигурирования элементов системы.

К серверу системы подключены АРМ геолога и АРМ диспетчера ПХГ, выполняющие функции представления информации, предупредительной и аварийной сигнализации.

Дискретность архивирования данных на сервере равна периоду опроса сенсорных модулей. На Кущевском ПХГ этот параметр равен 1 мин. Глубина архивирования данных ограничена лишь емкостью жесткого магнитного диска сервера. Так, при указанном количестве сенсорных модулей жесткого диска объемом 160 Гб достаточно для архивирования данных глубиной более 3,5 лет.

Структура управления режимами работы ПХГ с использованием БСС приведена на рис. 3. Данные от сенсорных модулей давления и температуры скважин поступают на сервер и выводятся на АРМ геолога в виде мнемосхем, таблиц и графиков (трендов).

Геолог на основе заданного режима работы ПХГ (закачка, отбор) и имеющихся методик определяет требуемые для эффективной работы значения дебита по каждой скважине на следующий промежуток времени (например, на следующую неделю) и выдает их в качестве задания диспетчеру ПХГ.

Диспетчер ПХГ изменяет дебиты скважин в соответствии с полученным заданием, путем управления регулирующей арматурой, установленной на ГСП (в конце шлейфа скважины) через АРМ АСУ ТП и контролирует изменение дебита на АРМ диспетчера и на АРМ геолога.

Оперативный контроль работы скважин позволяет предпринять корректирующие действия по изменению дебитов до окончания текущего временного промежутка, а следовательно, более эффективно и гибко управлять режимами их работы. Накопленные результаты мониторинга дают возможность также обеспечить контроль последовательности действий персонала по управлению контрольными и управляющими узлами на линии «скважина–газосборный пункт» для любого интервала времени, включая и случаи возможного возникновения нештатных ситуаций, что обеспечивает важность для безопасности эксплуатации подземного хранилища газа.

Наличие оперативной и объективной информации о функционировании скважинного фонда в целом позволяет геологу ПХГ делать выводы об эффективности работы отдельных скважин и планировать мероприятия по их реконструкции, капитальному ремонту и ликвидации.

Принимая во внимание тот факт, что

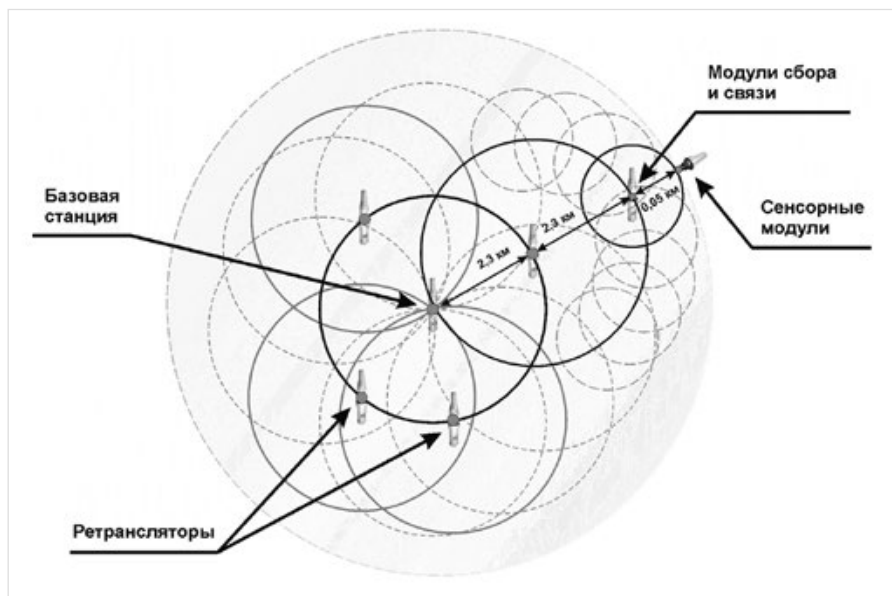


Рис. 2 — Топология организации БСС для скважин ПХГ

АСОИ «Скважина» имеет в своей номенклатуре сенсорные модули для регистрации наличия твёрдых фракций в газовом потоке, модули ввода и беспроводной передачи дискретных сигналов, а также средства контроля проникновения на территорию куста газовых скважин, становятся реализуемыми также и другие задачи комплексной автоматизации объекта:

- 1 проведение газодинамических исследований скважин ПХГ по имеющимся методикам [1–3] в автоматическом режиме без постоянного присутствия оперативного персонала и выпуска газа в атмосферу;
- 2 внедрение комплексных алгоритмов автоматического управления закачкой и отбором газа, с учетом геологических критериев эффективности работы ПХГ;
- 3 использование полученной с помощью БСС единой информационной базы данных о работе скважинного фонда ПХГ в качестве экспериментальных данных для структурной и параметрической идентификации 3D-модели ПХГ на этапе ее разработки, а так же организация самонастройки модели в процессе дальнейшей эксплуатации объекта.

Не менее важным, с точки зрения оптимизации затрат при организации работ, является оценка стоимости внедрения на объекте беспроводных систем.

Для обоснования эффективности применения БСС может быть положен принцип сравнения с традиционной энергозависимой системой телеметрии на базе контролируемых пунктов с промышленными контроллерами и передачей данных по радиоканалу с диапазоном частот 162–168 МГц. Применение беспроводной передачи данных позволяет отказаться от закупки контролируемых пунктов, а стоимость беспроводных датчиков отечественного производства в среднем на 30...40% дешевле зарубежных аналогов.

Анализ структуры капитальных затрат, даже без учета издержек на проведение изыскательских работ и сокращение времени строительства, позволяет сформировать основные статьи экономии от применения БСС в связи с отсутствием необходимости:

1. сооружения блок-боксов или заглубленных монтажных колодцев для размещения контролируемых пунктов телемеханики;
2. строительства линий электросети, с процедурами оформления и согласования технических условий на подключение к внешней электро;
3. применения дополнительных мощных аккумуляторных установок и независимых источников электропитания;
4. приобретения кабельной продукции;
5. сооружения эстакад и сооружений для энергоснабжения и линий связи объекта;

6. оформлений землеотвода и землепользования;
7. оформлением разрешения на использование радиочастот;
8. проведением экспертизы проектно-сметной документации на систему телеметрии для опасных производственных объектов.

Сравнение фактических затрат показывает, что экономия от внедрения БСС составляет порядка 60% от всего объема капитальных вложений,

Итоги

Таким образом, указанная система может быть использована не только для оперативного контроля за режимами работы скважин ПХГ, но и как инструмент анализа эффективности работы скважин и других технологических объектов на длительном промежутке времени.

Реализация интеграции БСС с АСУ ТП ПХГ создает возможность создания единой информационной базы данных по работе скважинного фонда и технологического оборудования, создает возможность организовать эффективное управление на основе математического моделирования состояния подземного хранилища как единого автоматизированного технологического комплекса в реальном масштабе времени.

Выводы

Разработанные решения могут быть также успешно применены для объектов добычи и транспорта газа, нефти и нефтегазоперерабатывающих заводов, химических и других производственных комплексов, имеющих территориально распределенные объекты и отсутствие развитой инфраструктуру, а также иметь применение в сфере ЖКХ и системах мониторинга строительных сооружений и промышленных объектов.

Система может применяться в виде как самостоятельного законченного изделия, способного длительное время функционировать автономно, так и в качестве составной части, входящей в состав интегрированных автоматизированных систем управления

технологическими процессами (АСУТП) за счёт открытости и совместимости со стандартными платформами и протоколами.

Список использованной литературы

1. Выхубенко О.Б., Диденко В.Г., Карюк В.М. и др. Использование беспроводного измерительного комплекса в работе диспетчерской службы ПХГ для оценки продуктивных характеристик скважин. В сб.: Подземное хранение газа. Полвека в России: опыт и перспективы. Москва: Материалы междунар. конф. 2008. 430 с.
2. Выхубенко О.Б., Диденко В.Г., Карюк В.М. и др. Результаты обработки экспериментальных данных по определению пластового давления и коэффициентов фильтрационных сопротивлений различными способами. — В сб.: Подземное хранение газа. Полвека в России: опыт и перспективы. Москва: Материалы междунар. конф. 2008. 423 с.
3. Карюк В.М., Кушнарев А.Ф., Балавин М.А. и др. Апробация элементов беспроводных сенсорных сетей для мониторинга приустевых параметров эксплуатационных скважин на Краснодарской СПХГ в сезон закачки газа 2005–2006 г. В сб.: Подземное хранение газа: надежность и эффективность. Москва: Материалы междунар. конф. 11–13 окт. 2006, Т. 2. 113 с.

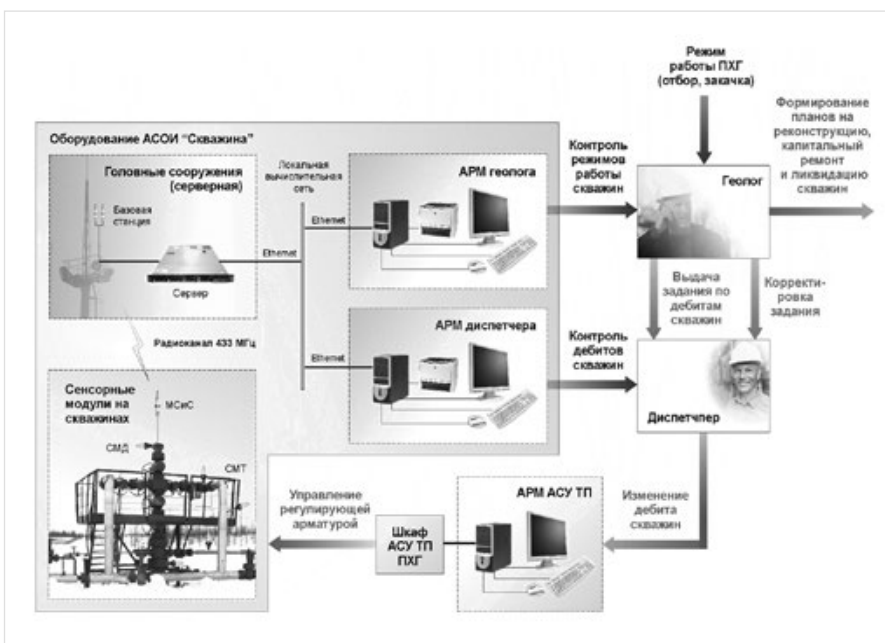


Рис. 3 — Структура управления режимами ПХГ с использованием БСС

Building of the Automated Process Control System (APCS) on the base of wireless sensor networks

UDC 620.1+621.64+622.691+622.276

Authors:

Sergey V. Lartsov — doctor of science, project manager¹; info@ggc.nnov.ru

Vladimir E. Stolyarov — deputy head of the automated process control systems department²; v.stolyarov@adm.gazprom.ru

Ilya A. Dyachenko — chief expert of the automated process control systems department²; i.dyachenko@adm.gazprom.ru

Vladimir M. Karyuk — general director³; binar@binar.ru, director@binar.ru

¹Giprogazcentr Open Joint-Stock Company, Nizhny Novgorod, Russian Federation

²Gazprom Open Joint-Stock Company, Moscow, Russian Federation

³Obyedinenie BINAR Close Joint-Stock Company, Sarov, Russian Federation

Abstract

The paper describes the example of how to build Automated Process Control System (APCS) on the base of wireless sensor system which is designed for acquiring the telemetric information from territory-distributed natural gas storage facilities. Schemes of the wireless information system and its hardware-software components are shown in the paper. The advantages of wireless system conditioned by

the prompt setup of telemetric equipment on the gas wellhead were considered.

Materials and methods

Experimental works, research and development work.

Results

System introduction at oil and gas producing facilities.

Conclusions

Wireless telemetry system was created and introduces.

Keywords

wireless sensor networks, telemetry, automated and information systems, gas production and storage

References

1. Vyskubenko O.B., Didenko V.G., Karyuk V.M. etc. *Ispolzovanie besprovodnogo izmeritelnogo kompleksa v rabote dispetcherskoy sluzhby PKhG dlya otsenki produktivnykh kharakteristik skvazhin* [Application of wireless measuring equipment for dispatcher service of Underground Gas Storage in order to estimate well efficiency] *Sbornik: Podzemnoe khranenie gaza. Polveka v Rossii. Materialy mezhdunarodnoy konferentsii*. Moscow, 2008, 430, p.

2. Vyskubenko O.B., Didenko V.G., Karyuk V.M. etc. *Rezultaty obrabotki eksperimentalnykh dannykh po opredeleniyu plastovogo davleniya i koeffitsientov filtratsionnykh soprotivleniy razlichnymi sposobami* [The results of experimental data processing on determination of formation pressure and filtration resistance factor by different methods]. *Sbornik: Podzemnoe khranenie gaza. Polveka v Rossii. Materialy mezhdunarodnoy konferentsii*. Moscow, 2008, 423 p.
3. Karyuk V.M., Kushnarev A.F., Balavin M.A.

etc. *Aprobatsiya elementov besprovodnykh sensornykh setey dlya monitoringa priustevykh parametrov ekspluatatsionnykh skvazhin na Krasnodarskoy SPKhG v sezon zakachki gaza 2005–2006* [Testing of wireless sensor network elements for monitoring of wellhead parameters at Krasnodar Underground Gas Storage operation wells during gas injection in 2005–2006]. *Sbornik: Podzemnoe khranenie gaza: nadezhnost i effektivnost. Materialy mezhdunarodnoy konferentsii*. Moscow, 2006, vol.2, 113 p.



ВЫСТАВКА ПРОХОДИТ ПОД ПАТРОНАЖЕМ ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ПАЛАТЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



XII Международная специализированная выставка

Нефть. Газ. Химия.

10-13 сентября / 2013

ПРИГЛАШАЕМ ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ!

- ВЕДУЩИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ ОТРАСЛИ
- ВСТРЕЧИ С ПОТЕНЦИАЛЬНЫМИ КЛИЕНТАМИ И ПАРТНЕРАМИ
- ТЕРРИТОРИЯ ШИРОКИХ БИЗНЕС-ВОЗМОЖНОСТЕЙ
- СТИМУЛИРОВАНИЕ ОБЪЕМА ПРОДАЖ
- ЭФФЕКТИВНОЕ ВЛОЖЕНИЕ В БУДУЩЕЕ РАЗВИТИЕ



СЕРВИСНЫЕ УСЛУГИ
ДОБЫЧА, ПЕРЕРАБОТКА, СБЫТ НЕФТИ И ГАЗА
ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ

РТИ

Место проведения выставки:
г. Ижевск, ул. Кооперативная, 9



Выставочный центр «УДМУРТИЯ»

тел./факс: (3412) 733-581, 733-585, 733-587, 733-664
neft@vcudm.ru | www.neft.vcudm.ru | vk.com/ngxmm6